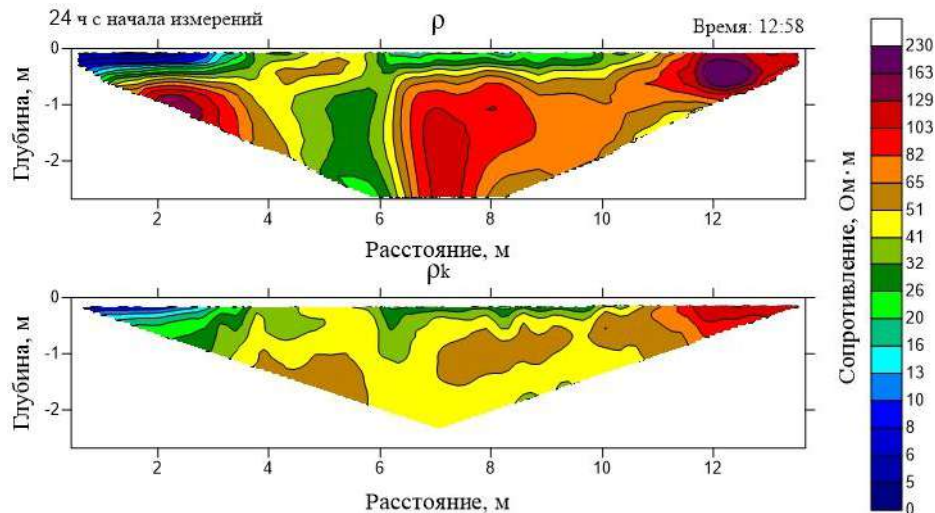


проницаемые зоны, где происходят изменения сопротивлений во времени, стоит рассматривать как возможные зоны эманации газов или как зоны проникновения атмосферных жидкостей с поверхности вглубь отвала [3].



**Рис.7. Последний разрез по методу суточной микро-томографии, спустя 24 часа с начала измерений (после инверсии данных  $\rho$  и по кажущимся сопротивлениям  $\rho_k$ )**

Таким образом, по результатам электротомографии была дана оценка мощности участка хвостохранилища Салагаевский лог, которая варьируется от 5 до 10 метров. Суточная микро-электротомография позволила выявить зоны с различной проницаемостью для жидкости и газа, где происходят изменения сопротивлений в течении времени, которые интересны для дальнейшего геохимического изучения.

#### Литература

1. Техногенные озера: формирование, развитие и влияние на окружающую среду. Бортникова С.Б., Гаськова О.Л., Айриянц А.А. /Под ред. Г.Н.Аношин. – М.: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2003. – 120 с.
2. Осипова П.С., Оленченко В.В., Бортникова С.Б., Юркевич Н.В. Зависимость удельного электрического сопротивления отходов обогащения от суточного хода температуры. // Интерэкспо ГЕО-Сибирь: XIV Международный научный конгресс. – Новосибирск, 2018 – Т.4. – С. 68-74.
3. Федорова Т.А., Еделев А.В., Юркевич Н.В., Карин Ю.Г. Изучение Салагаевского хвостохранилища комплексом геофизических и геохимических методов. // IX Сибирская конференция молодых ученых по наукам о Земле. – Новосибирск, 2018 – С. 634-636.
4. Юркевич Н.В., Оленченко В.В., Бортникова С.Б., Еделев А.В., Саева О.П. Проявление биотических процессов в сульфидсодержащих отвалах в зимний период по данным геохимических и геофизических исследований. // Интерэкспо ГЕО-Сибирь: XIV Международный научный конгресс. – Новосибирск, 2018 – Т.4. – С. 233-240.

### ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ ШТОКМАНОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Ю.С.Шелковникова**

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия**

«Арктика – важнейший резерв углеводородного сырья на перспективу» [2]. В западной части Арктического шельфа России выявлены крупнейшие газовые и газоконденсатные месторождения, в том числе Штокмановское газоконденсатное месторождение (шельф Баренцева моря). Относительно слабая геолого-геофизическая изученность шельфа Баренцева моря, частично связанная с большой глубиной морского дна (рис.1, 2), позволяет надеяться на открытие здесь новых месторождений углеводородов.

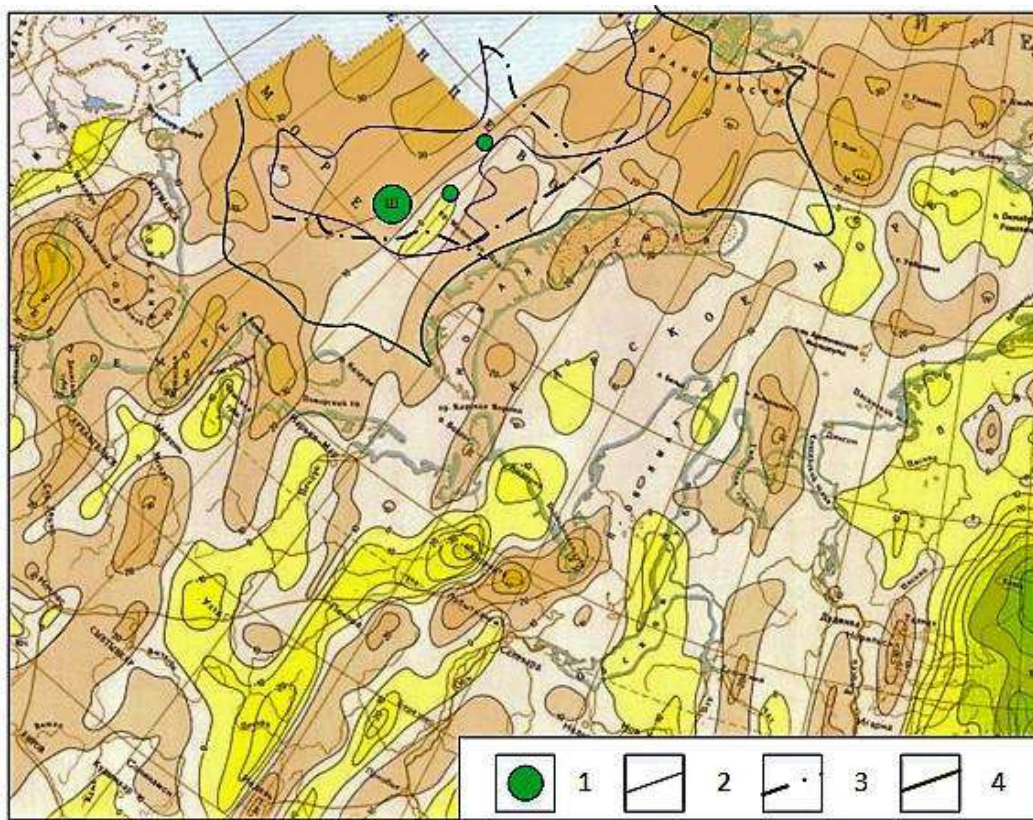
Цель исследований – выявление геолого-геофизических условий локализации Штокмановского газоконденсатного месторождения (ГКМ). Источники фактического материала – Карты аномального гравитационного и магнитного полей, изданные Комитетом РФ по геологии и использованию недр (Москва, 1995), геолого-геофизические материалы из работ [1-3], другие опубликованные данные.

Ниже приводятся основные результаты проведенных исследований.

Штокмановское ГКМ входит в состав Штокманово-Лудловской нефтегазоносной области (НГО) Баренцево-Карской нефтегазоносной провинции (НГП) [1]. Основным структурным элементом нефтегазоносной провинции является Восточно-Баренцевский мегапрогиб, включающий в частности Штокманско-Лунинский порог, ориентированный в субмеридианальном направлении, и впадины: Южно-Баренцевскую и Северо-Баренцевскую. Восточно-Баренцевский прогиб и его структурные составляющие отражаются в геофизических полях (рис.1,

## СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ.

2). Появляются геофизические аномалии субмеридианального направления и «граничные» геофизические аномалии, связанные с впадинами. Выявленные месторождения приурочены к вытянутой в меридианальном направлении градиентной зоне гравитационного поля (рис. 1), соответствующей Штокмановско-Лунинскому порогу.



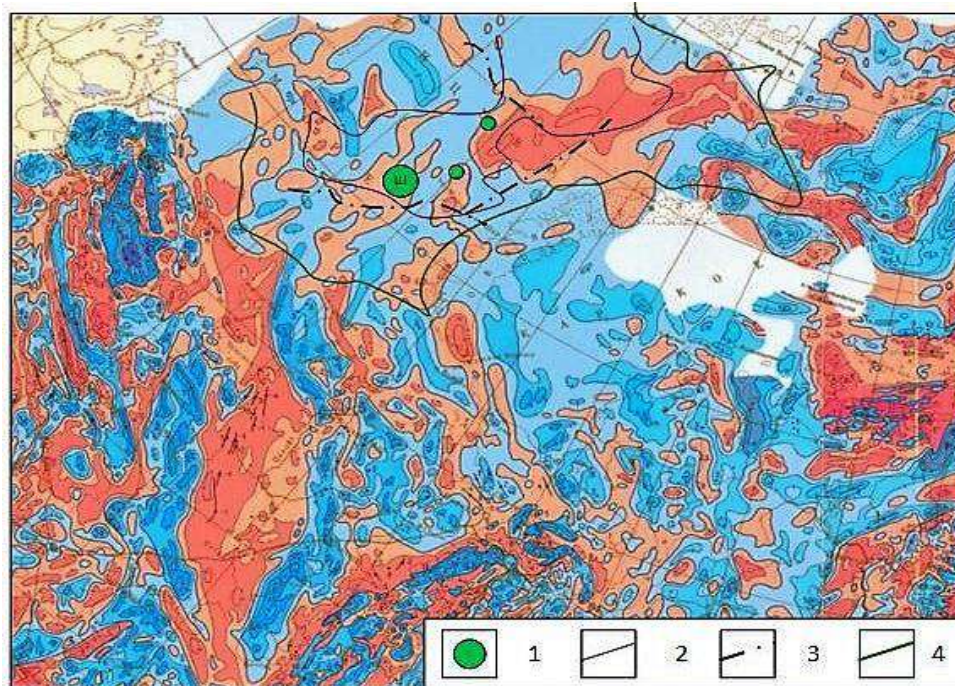
**Рис. 1. Карта аномального гравитационного поля района шельфа Баренцева моря.  
Редукция Буге. Изолинии в мГал.**

1-Газоконденсатные и газовые месторождения (с юга на север): Штокмановское, Ледовое, Лудловское; 2 – граница Баренцево-Карской нефтегазоносной провинции; 3 – Линейные тектонические структуры; 4 – граница дна моря глубже 200 м.

Наблюдается ярко выраженная закономерность изменения (зональность) параметров месторождений НГО вдоль градиентной зоны, в направлении «Штокмановское-Ледовое-Лудловское». Самое крупное по запасам месторождение НГО (и НГП) Штокмановское имеет следующие параметры: геологические ресурсы 3847 млн. т. (н.э.); категория крупности – уникальное; фазовый состав ГК; основной интервал накопления углеводородов –  $J_{2-3}$ ; этаж нефтегазоносности – J-T; глубина моря 279-380 м. Эти параметры для Лудловского месторождения соответственно: 286; крупное; Г; J;  $K_1$ -J; 200-240. Ледовое ГКМ имеет промежуточные значения параметров.

Таким образом, признаками уникального по запасам месторождения в пределах Штокмановско-Лудловской НГО и, скорее всего, Баренцево-Карской НГП в целом являются понижения поверхности морского дна, преимущественно среднеюрский и триасовый интервал продуктивности и газоконденсатный фазовый состав. Выявленная тенденция в изменении параметров месторождений шельфа Баренцева моря в южном направлении, а также наличие в магнитном поле аномалий северо-восточных направлений подтверждает точку зрения В.П. Гаврилова [2] о принадлежности Баренцево-Карской НГП к Баренцево-Каспийскому поясу нефтегазоаккумуляции субдукционно-абдукционного типа. В северную часть пояса нефтегазоаккумуляции входят Баренцево-Карская и Тимано-Печерская НГП. Граница между НГП хорошо прослеживается в гравитационном и магнитном полях (рис. 1, 2). Пояс высокоресурсный, возраст заложения –  $PZ-Mz_1$ . Субдукционно-абдукционный тип пояса подтверждается фазовой зональностью нефтегазоносности шельфа Баренцева моря относительно арх. Новая Земля [1], преобладанием пликтивных структур в структуре шельфа, а также понижением морского дна и сглаженным характером магнитных аномалий (рис. 2). Характерна разнонаправленность линейных магнитных аномалий (рис. 2), что может быть связано с разновозрастным ( $O-D_2$ ;  $D_3-C_1$ ;  $P-T_2$ ) и разнонаправленным рифтогенезом. По мнению В.А. Шеина [3], который выделил рифтогенные зоны, преобладающий при рифтогенезе режим растяжения повышает нефтеносность перекрывающих эпирифтовых комплексов.





**Рис. 2. Карта аномального магнитного поля района шельфа Баренцева моря.**  
**Изолинии ( $\Delta T$ )<sub>a</sub> в мЭ.**

*Подписи к условным обозначениям на рис. 1*

Что еще дает отнесение шельфа Баренцева моря к поясу нефтегазоносности, если принять во внимание фазовую и временную зональность нефтегазоносности пояса? В первую очередь дает представление о потенциальной нефтегазоносности на глубину как Штокмановского месторождения, так и шельфа Баренцева моря в целом.

На геолого-термическом разрезе Баренцевоморского шельфа [1], построенном по результатам сейсмических зондирований и геотермических наблюдений в скважинах, уже в отложениях верхнего триаса температура достигает 100 °С, а в девонских отложениях –200 °С и выше. В пределах Тимано-Печерской НГП в разрезах девонских отложений присутствуют осадочные породы с повышенным содержанием рассеянного органического вещества, так называемые «доманикиты», являющиеся нефтематеринскими породами. Повышенные температуры в триасе и девоне Баренцевоморского шельфа способствуют генерации нефти и увеличивает его нефтегазовые перспективы.

#### Литература

1. Вовк В.С. Прогноз крупных месторождений нефти и газа в Баренцево-Карском регионе России: Диссертация докт. геол.-минер. наук. – Москва, 2010 г. – 253 с.
2. Гаврилов В.П. Пояса нефтегазоаккумуляции Арктики, перспективы их освоения //Геология нефти и газа.– М., 2013. – №2. – С. 12-22.
3. Шейн В.А. Перспективы нефтегазоносности палеорифтовых систем Баренцево-Карского региона: Автореферат. Дис. канд. геол.-минер. наук. – Москва, 2013 г. – 23 с.

### **АНАЛИЗ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Н.В.Яковенко**

Научный руководитель доцент В.П. Меркулов

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Основным эксплуатационным объектом на территории Крапивинского нефтяного месторождения является пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Особенности литологического строения пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> по Белозерову В.Б. (рис. 1) позволяют выделить в пределах изученной площади четыре фации: 1(1а, 1б, 1в), 2, 3, 4 [1]. Геологические тела, сложенные полимиктовыми песчаниками, имеют четко выраженную северо-восточную ориентацию, обусловленную прибрежно-морскими условиями осадконакопления, что приводит к резкой пространственной анизотропии фильтрационных свойств коллекторов и, соответственно, изменчивости режимов работы добывающих скважин.

Фактические соотношения проницаемости и пористости, взятые по керновым данным, принадлежащим к разным зонам, приведены на рис. 2. Наибольшей проницаемостью обладают фации 1а и 1б, а наименьшей фация 1в.